

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА

EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES
FOR OIL AND GAS COMPLEX



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ВНИИОЭНГ

6.2016

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие заключения.

1. Наибольшая нагрузка на резьбу муфты как при свинчивании, так и при затяжке приходится на 1-й виток, следовательно, износ в этой части высокий. В ниппеле наибольшая удельная работа совершается на поверхности 1-го витка, который входит в соприкосновение с 1-м витком муфт в начале свинчивания (для резьбы замка ЗШ-178 ГОСТ 631-75 это 7-8-й витки).

2. Для повышения эксплуатационной надежности бурильных труб предложено новое реконструированное соединение замковой части с витком последнего зацепления, высота которого уменьшена примерно на 70 % по сравнению со стандартным соединением. Данное решение позволяет значительно облегчить концентрацию напряжений на впадине витка по сравнению со стандартным соединением.

3. Установлено, что предложенное реконструирование позволяет улучшить выносливость в 3 раза, а предел усталости повысить на 13 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов [и др.]. – М.: Недра, 1977.
2. Абдуллаев Г.С. Гибкие автоматизированные производства в нечеткой среде. – Баку: Elm, 2005. – 163 с.
3. Абдуллаев Г.С., Гамидов Ф.Дж. К вопросу оценки повреждений бурильных труб в условиях неопределенности. – Баку: Азерб. нефт. хоз-во. – 2011. – № 10. – С. 27–29.
4. Пустыльник Е.И. Статистические методы анализа и обработка наблюдений. – М.: Наука, 1968. – 230 с.

LITERATURA

1. Spravochnik po krepjeniyu neftyanykh i gazovykh skvazhin / A.I. Bulatov, L.B. Izmaylov, V.I. Krylov [i dr.]. – M.: Nedra, 1977.
2. Abdullaev G.S. Gibkie avtomatizirovannye proizvodstva v nechetkoy srede. – Baku: Elm, 2005. – 163 s.
3. Abdullaev G.S., Gamidov F.Dzh. K voprosu otsenki povrezhdeniy buril'nykh trub v usloviyakh neopredelennosti. – Baku: Azerb. nef. khoz-vo. – 2011. – № 10. – S. 27–29.
4. Pustyl'nik E.I. Statisticheskie metody analiza i obrabotka nablyudeniy. – M.: Nauka, 1968. – 230 s.

Сумгаитский государственный университет

AZ 5008 Азербайджан, г. Сумгаит, 43 квар., ул. Баку, 1.
E-mail: Abdullayev.qs@bk.ru; h.ibo@mail.ru

УДК 622.276

Опыт эксплуатации дифференциальных штанговых насосов 2СПхх/хх

В.Р. Драчук (старший преподаватель кафедры "Разработка нефти и газа")
(Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева Удмуртского государственного университета)

В статье приведены данные работы дифференциальных штанговых насосов типа 2СПхх/хх на скважинах ОАО "Удмурт-нефть", разработанных в ООО "Экогермет-М". Обработаны результаты эксплуатации 97 штанговых насосов, эксплуатируемых при добыче нефти с высокой вязкостью в течение более 12 лет. Насосы типа 2СПхх/хх имеют лучшие из выпускаемых промышленностью дифференциальных насосов технико-экономические показатели (более высокие коэффициенты наполнения и подачи, наработки на отказ, отсутствие заклинивания насосов и обрывов штанг и др.).

На месторождениях Удмуртской Республики значительная доля нефтяных скважин (около 70 %) оборудована установками скважинных штанговых насосов (УСШН). Работа УСШН осложняется рядом факторов, зависящих как от физической характеристики пластовой нефти, так и условий, возникающих в процессе разработки:

- высокая вязкость нефти в пластовых условиях (14...309 мПа·с);
- высокое содержание в нефти парафина (до 5,6 %), смол (до 25,5 %), асфальтенов (до 7,4 %);

- образование высоковязких эмульсий (ВВЭ) при обводнении продукции скважин;
- отложение неорганических солей на скважинном оборудовании из-за смешения пресных и пластовых вод;
- высокая коррозионная активность скважинной продукции в результате образования вторичного сероводорода в связи с заражением продуктивных пластов сульфатвосстанавливающими бактериями.

Наиболее сложные условия работы УСШН на Гремехинском месторождении (вязкость пластовой

нефти от 113 до 164 мПа с, наклонные скважины с земным углом до 40 град, высоковязкая эмульсия). В таких условиях при работе УСШН возникает большое сопротивление перемещению штанг при ходе плунжера вниз. Это не только увеличивает потерю длины хода плунжера от упругой деформации штанг, но и повышает приведенное напряжение в штанговой колонне, способствуя отказу штанг (обрыв, отворот). Снижаются коэффициент наполнения цилиндра и соответственно коэффициент подачи насоса. Наблюдаются случаи зависания штанг при ходе вниз. Кроме того, при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения нефти газом снижается наработка насосов в связи с ростом числа отказов из-за асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в клапанах (заливание и "засорение" клапанов АСПО и ВВЭ).

Аналогичная картина наблюдается на ряде скважин Мещеряковского (вязкость пластовой нефти от 54 до 309 мПа·с), Мишкинского (вязкость пластовой нефти от 26 до 65 мПа·с) и других месторождений. Нарботка на отказ УСШН с серийными штанговыми насосами на этих месторождениях на 35–40 % ниже, чем на других месторождениях Удмуртской Республики.

В целях увеличения наработки на отказ УСШН и повышения эффективности добычи высоковязкой нефти по заказу ОАО "Удмуртнефть" в ООО "Экогермет-М" разработана конструкция дифференциального насоса 2СП57/32 (2СП – сборный поршень типа 2СП; 57 – условный диаметр цилиндра, мм; 32 – условный диаметр штока, мм) [1]. Насос одноцилиндровый с механическими уплотнениями контактно-лабиринтного типа конструкции Б.С. Захарова в плунжере и в уплотнении штока, установленном в "проходном" приемном коническом клапане (рисунок) [2, 3]. В цилиндре 6 перемещается поршень 5 (2СП57) со штоком 4. В месте выхода штока из цилиндра установлено механическое уплотнение 1 (НСБ32), размещенное в тарелке 2 приемного клапана. За счет выхода штока из цилиндра создается дополнительная гидравлическая нагрузка, действующая на поршень и растягивающая колонну штанг в процессе рабочего цикла насоса (при ходе поршня вверх и вниз). Эта нагрузка прямо пропорциональна перепаду давлений на выходе и приеме насоса и площади сечения штока.

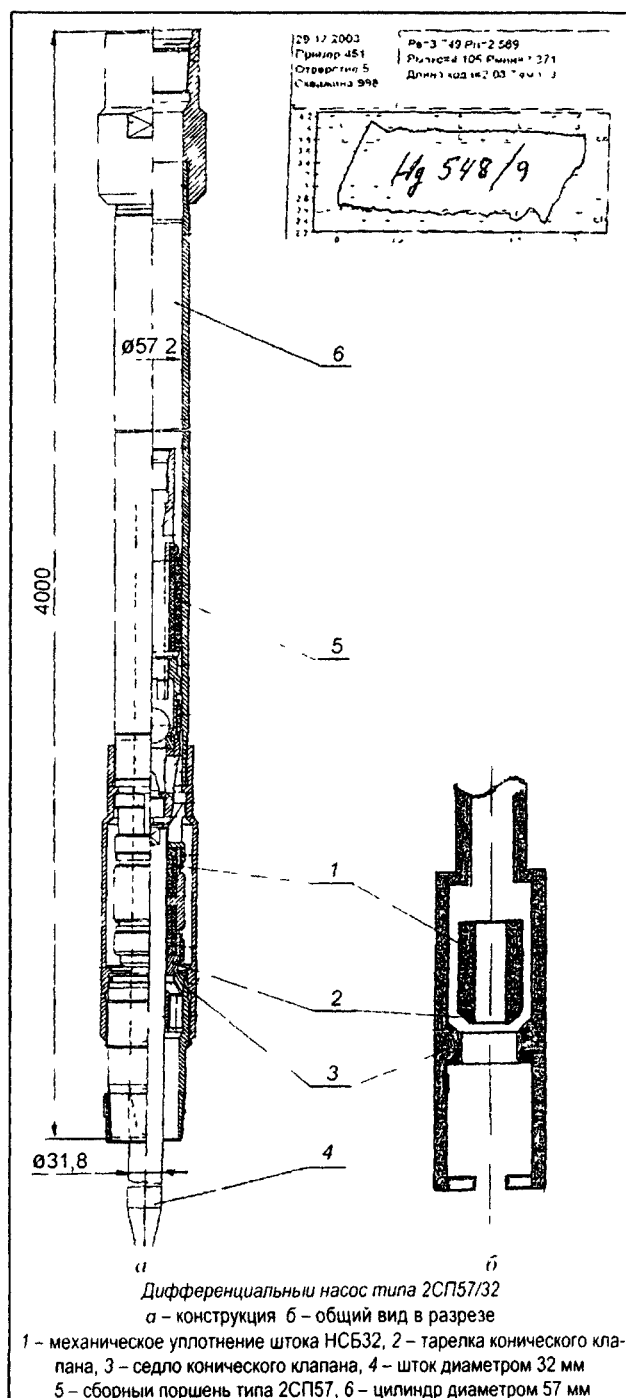
Результаты промысловых испытаний 5 опытных насосов (изготовитель ЗАО "ЭЛКАМнефтемаши") показали соответствие их рабочих и расчетных параметров требованиям технического задания. При ходе плунжера (поршня) вниз в зависимости от перепада давления создается дополнительное расчетное усилие, направленное на преодоление различного рода сил трения.

Насосы типа 2СП57/32 имеют лучшие из выпускаемых промышленностью дифференциальных насосов технико-экономические показатели и ряд преимуществ:

- всасывающий клапан имеет увеличенное проходное сечение, открывается и закрывается принудительно за счет трения штока в механическом уплотнении НСБ32, что способствует повышению коэффициента наполнения цилиндра и коэффициента подачи насоса,

- по сравнению со стандартными двухцилиндровыми дифференциальными насосами, решающими аналогичную задачу, с применением "проходного" клапана в 2 раза уменьшены длина и вес насоса (не превышают длину и вес обычных серийных штанговых насосов, выпускаемых по ГОСТу и API);

механическое уплотнение обеспечивает компен-



сацию износа пары "поршень – цилиндр" и пары "шток – уплотнение НСБ", не допуская увеличения утечек при работе насоса до выработки компенсационного запаса, увеличивает срок работы насоса со стабильными параметрами подачи и напора;

отсутствует специальное сливное устройство, слив жидкости осуществляется через отверстие уплотнения НСБ32, когда поршень со штоком поднят вверх, что позволяет проводить прямую и обратную промывку скважины без подъема насоса на поверхность;

обеспечивается щадящий режим работы штанг (снижается амплитудное и приведенное напряжение цикла, увеличивается ресурс работы штанг) за счет увеличения нагрузки при ходе вниз.

Учитывая положительные результаты промысловых испытаний и доработки конструкции дифференциальных штанговых насосов, в 2004 г. начато их промышленное внедрение на Гремихинском месторождении [4]. За период 2004–2011 гг. на месторождении было внедрено 97 дифференциальных насосов трех типоразмеров (2СП57/32, 2СП57/24 и 2СП45/24), преимущественно на часто ремонтируемых скважинах, осложненных наличием ВВЭ и АСПО. На ряде скважин вязкость добываемой жидкости (по устьевым пробам) достигала до 2000 мПа·с. Динамика внедрения по годам и состояние наработки на отказ представлены в табл. 1.

Таблица 1

Данные внедрения насосов и состояние наработки на отказ за период 2004–2011 гг.

Год	Внедрение насосов 2СПхх/хх, ед.	Средняя наработка УСШН с насосами 2СПхх/хх, сут	СНО за скользящий год по действующему фонду УСШН, сут
2004	21	379	-
2005	33	439	259
2006	6	556	323
2007	13	421	316
2008	15	544	312
2009	1	560	411
2010	4	745	399
2011	4	734	371
Средняя наработка		472	342

Как видно из табл. 1, средняя наработка УСШН с насосами 2СПхх/хх существенно выше этого показателя по среднедействующему фонду скважин при использовании обычных штанговых насосов. Увеличение наработки колеблется от 33 % в 2007 г. до 97 % в 2011 г. и в среднем за период 2004–2011 гг. составляет 38 %. Причем, по мере приобретения опыта эксплуатации и качества изготовления, наработка УСШН с насосами 2СПхх/хх увеличивалась в 2004 г. до 379 сут, в 2011 г. до 734 сут.

Анализ причин подъема насосов 2СПхх/хх (табл. 2) показывает, что из-за отказов различных узлов поднят 61 насос (63 %). Основная доля отказов приходится на клапанные пары (78 % со средней наработкой на отказ 291 сут). Из них 71 % относится к нагнетательным

клапанам, отказ которых обусловлен рядом характерных причин: износ, залипание и засорение АСПО, коррозия. Отказы насосов из-за утечек в узле всасывающего клапана в основном вызваны повышенным зазором в механическом уплотнении штока НСБ (в паре шток-кольца клапана) до 0,84 мм при максимально допустимом 0,11 мм. Повышенный зазор в паре шток-кольца клапана обусловлен дефектом изготовления.

Таблица 2

Данные анализа причин подъема насосов

Год	Число спущенных насосов, ед.	Основные причины			
		Утечки в клапанах, АСПО/СНО, сут	Проведение ГТМ (ОПЗ, ИДН/ТСН, сут	Отрыв (обрыв) штока поршня (плунжера)/СНО, сут	Прочие/СНО, сут
2004	21	15/274	4/795	2/329	-
2005	33	23/261	7/931	2/315	1/835
2006	6	4/450	-	1/219	1/1321
2007	13	4/286	7/595	1/85	1/486
2008	15	2/448	11/490	-	2/940
2009	1	-	1/560	-	-
2010	4	-	4/745	-	-
2011	4	-	2/305	-	2/1164
Всего	97	48/291	36/650	6/265	7/978

*Причины подъема насосов не расследованы. СНО поднятых насосов составила 978 сут

**СНО – средняя наработка на отказ

***ТСН – текущая средняя наработка

Часть преждевременно отказавших насосов – из-за некачественной сборки узлов – поршня и штока (детали не были зафиксированы от отворота). Следует подчеркнуть, что анализ отказов показывает отсутствие характерных для обычных штанговых насосов причин, таких, как заклинивание плунжера, износ плунжера и цилиндра, "задиры" плунжера, что подтверждает высокую эффективность использования механического контактно-лабиринтного уплотнения в паре "плунжер – цилиндр". Кроме того, не отмечены случаи остановок (ремонта) скважин из-за отказа штанг (обрыв, отворот). Очевидно, это связано с тем, что штанги в преобладающем большинстве случаев не подвергаются знакопеременным нагрузкам (испытывают только растягивающую нагрузку – нагрузка при ходе вниз превышает вес колонны штанг). При этом снижаются амплитудное и приведенное напряжения цикла. Параметры работы, вес колонны штанг, результаты измерения нагрузок и расчетов приведенного напряжения в верхней штанге по ряду скважин приведены в табл. 3.

Из табл. 3 видно, что минимальные нагрузки при ходе вниз превышают или близки значениям веса штанг за счет создания гидравлической нагрузки вниз, что обеспечивает работу штанговой колонны постоянно в растянутом состоянии.

Данные работы скважин на Гремихинском месторождении

Скважина	Глубина спуска, м	Динамический уровень, м	Подача, м³/сут	Обводненность, %	Вес штанги, т	Нагрузка, т		Приведенное напряжение, МПа
						мин	макс	
231	1014	822	9,5	11,0	2,61	3,20	5,17	47,9
294	1085	971	8,9	6,0	2,89	3,52	5,96	57,1
422	1042	855	1,6	3,0	2,87	3,39	5,32	48,3
423	1066	1043	1,8	5,0	2,84	4,00	5,72	48,2
458	1114	1048	7,0	30,0	3,12	4,03	6,37	58,2
474	1005	963	1,4	15,0	2,68	2,89	5,09	49,9
531	1113	1027	4,1	11,0	3,09	3,44	4,41	34,2
544	1064	373	5,1	98,0	2,84	2,53	3,76	32,7
617	1114	845	3,9	76,9	3,02	2,46	4,74	50,4
686	1082	417	2,0	65,5	2,89	2,66	4,28	39,8
926	1100	673	10,4	18,0	3,03	3,22	4,90	43,5
1224	1006	982	6,0	41,0	2,75	3,06	5,93	45,2
1232	1187	871	32,6	80,4	3,17	2,26	4,88	53,3
1291	1268	1115	3,1	19,0	3,29	3,00	5,40	53,7
1292	1101	1018	12,9	34,4	3,04	3,34	5,73	55,3
1233	1055	1042	21,4	14,0	2,69	2,74	5,63	60,0

Приведенное напряжение цикла рассчитано по формуле М.И. Марковца:

$$\sigma_{\text{пр}} = (0,6 F_{\text{max}} - 0,4 F_{\text{min}})/A,$$

где F_{max} и F_{min} — соответственно максимальная и минимальная нагрузки цикла, Н; A — площадь поперечного сечения наиболее нагруженной штанги в колонне, м².

Максимальные и минимальные нагрузки определены из динамограмм при динамических уровнях, показанных в табл. 3. На всех скважинах расчетное приведенное напряжение существенно ниже допустимого (90 МПа) группы прочности спущенных штанг.

Из данной формулы видно, что приведенное напряжение в колонне штанг при увеличении F_{min}

снижается. Обеспечивается более щадящий режим работы штанг, увеличивая долговечность штанговой колонны.

Остальные 36 насосов (37 %) подняты без отказов для проведения различных геолого-технических мероприятий (обработка призабойной зоны пласта, интенсификация добычи нефти, перевод скважин в другие категории) со средней текущей наработкой 650 сут.

На Мишкинском месторождении в 2007–2008 гг. на ряде проблемных скважин были внедрены насосы НН2СПхх/хх. Информация о результатах (параметрах) эксплуатации скважин до и после внедрения представлена в табл. 4.

Таблица 4

Данные работы скважин до и после внедрения насосов НН2СПхх/хх

Скважина	Дата пуска	Тип насоса	Глубина спуска, м	Динамический уровень, м	Подача, м³/сут	Обводненность, %	Коэффициент подачи, доли ед.	Средняя наработка на отказ, сут	Причина подъема насоса
501	31.07.2006	ЭЦН-50-1350	1199	611-909	31	74	0,6	43	Нестабильная работа УЭЦН
	26.11.2007	2СП57/24	938+94	842	21	74	0,7	451	Внедрение ОРЭ
507	18.12.2007	ЭЦН-45-1300	1121	706-957	21	57	0,5	175	Нестабильная работа УЭЦН
	20.02.2008	2СП57/32	947+52	827	20	80	0,6	473	ГТМ (РИР)
	17.06.2009	2СП57/32	947+52	809	16	70	0,7	1601	Снижение $K_{\text{под}}$ до 0,3 доли ед.
1314	24.05.2008	НН-57	936+95	725	10	41	0,3	107	Утечка в клапане АС ПО
	03.11.2008	2СП57/32	936+95	842	23	41	0,8	779	Снижение $K_{\text{под}}$ до 0,3 доли ед.
1386	21.07.2006	ЭЦН-60-1300	1171	721-994	21	46	0,4	495	Нестабильная работа УЭЦН
	10.12.2007	2СП57/24	950+50	781	29	72	0,7	658	КРС
1450	22.09.2006	НН-44	1005	847	20	9	0,7	738	ГТМ (ГРП)
	20.10.2008	2СП57/32	1025	946	28	18	0,8	218	Утечки в клапанах (вынос пропантанта)
1922	08.02.2007	ЭЦН-30-1350	1235	811-1028	16	49	0,5	246	Нестабильная работа УЭЦН
	14.10.2007	2СП57/24	1040	906	34	52	0,8	419	ГТМ (ОПЗ)

Скважина	Дата пуска	Тип насоса	Глубина спуска, м	Динамический уровень, м	Подача, м ³ /сут	Обводненность, %	Коэффициент подачи, доли ед.	Средняя наработка на отказ, сут	Причина подъема насоса
1577	29.05.2008	ЭЦН-45-1450	1332	1147	7	42	0,2	122	Нестабильная работа УЭЦН
	26.09.2008	2СП57/32	955+92	907	22	45	0,7	456	ГТМ (ОПЗ)
2452	31.12.2006	ЭЦН-30-1300	1078	1070	12	8	0,4	277	Нестабильная работа УЭЦН
	10.10.2007	2СП45/24	992+62	907	14	16	0,7	106	ГТМ (ОПЗ)
	27.01.2008	2СП45/24	992+62	666	12	18	0,5	83	Утечки в УА*
	22.04.2008	2СП57/24	992+62	955	13	21	0,6	2561	Снижение $K_{\text{под}}$ до 0,2 доли ед.

*УА – устьевая арматура

Как видно из табл. 4, на 6 скважинах были использованы УЭЦН с коэффициентом подачи $K_{\text{под}}$ в пределах 0,2–0,6. Нестабильная работа УЭЦН с низким $K_{\text{под}}$ связана с высокой вязкостью скважинной продукции. Средняя динамическая вязкость устьевых проб при содержании воды от 16 до 74 % составляла при температуре 10 °С от 860 до 2690 мПа·с; при 30 °С от 233 до 418 мПа·с. Средняя наработка УЭЦН на отказ – 226 сут (предельные значения: от 43...495 сут). После перевода на ШГН в этих скважинах в эксплуатации было 9 насосов 2СПхх/хх. Средняя наработка их составила 757 сут (предельные значения: 83...2561 сут) и $K_{\text{под}}$ – 0,5–0,8 доли ед. В целом по месторождению средняя наработка на отказ по УСН в 2008 г. составила 328 сут. Суммарный дебит жидкости после замены УЭЦН на УСН с насосами 2СПхх/хх увеличился с 108 до 140 м³/сут (на 29 %). Средний коэффициент подачи насосов увеличился с 0,4 до 0,6 доли ед. (на 63 %). На скв. 507, 1314 и 2452 насосы были подняты в связи со снижением $K_{\text{под}}$ (выработка ресурса).

Результат применения на указанных проблемных скважинах насосов 2СПхх/хх, по основным показателям (наработка на отказ и коэффициент подачи), оказался значительно эффективнее, чем у насосов, используемых ранее.

В этот же период на Кленгопском месторождении насосы 2СПхх/хх были внедрены на нескольких часто ремонтируемых скважинах. Средняя наработка на отказ серийных насосов и наработка насосов 2СПхх/хх после внедрения приведены в табл. 5.

Как видно из табл. 5, средняя наработка насосов 2СПхх/хх существенно (почти в 6 раз) превысила наработку серийных насосов. В результате 4 скважины из 5 были выведены из часто ремонтируемого фонда

Данные средней наработки на отказ серийных насосов и наработка насосов 2СПхх/хх после внедрения

Скважина	Основные проблемы при эксплуатации	До внедрения		После внедрения		Причина подъема насоса 2СПхх/хх	Причина отказа
		Тип насоса	СНО за скользящий год, сут	Тип насоса 2СПхх/хх	Наработка до подъема насоса, сут		
182	АСПО	НН-44	110	45/24	605	Пер. на ЭЦН	
431а	Эмульсия, АСПО	НН-57	59	57/24	253	Отказ	АСПО в клапане
495	Эмульсия, АСПО	НН-57	63	57/32	417	Отказ	Обрыв штанг
766	АСПО	НН-57	75	57/24	80	Пер. на ЭЦН	
990	Кривизна ствола скважины	НН-57	86	57/24	1091	Снижение $K_{\text{под}}$ до 0,2 доли ед.	–

Таким образом, опыт эксплуатации штанговых дифференциальных насосов с механическим уплотнением контактно-лабиринтного типа конструкции Б.С. Захарова показывает реальную возможность повысить надежность и КПД УСН, особенно в условиях добычи нефти с высокой вязкостью при обводненности скважинной продукции в пределах 30...75 %.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Захаров Б.С., Драчук В.Р., Шариков Г.Н. Дифференциальный штанговый насос // Пат. РФ на ПМ № 39366 МПК 7 F 04 В 47/00 от 05.04.2004
- 2 Захаров Б.С. Механическое уплотнение // Пат. 2037077 РФ, МПК 6 F 16 J 15/26 C1 от 25.10.1993
- 3 Захаров Б.С. Mechanical Seal for Movable Joints of Machines // Пат. США 5 820 130 М. Int. C1 F 16 J 15/38, U.S. C1 277/337 от 13.10.1998
- 4 Кэмбелл Д., Драчук В.Р., Захаров Б.С. Удмуртнефть. История эксплуатации ШГН и современные методы работы с ними. В кн. Поршневые и плунжерные насосы для добычи нефти (сб. ст. и пат.) М.: ОАО "ВНИИОЭНП" 2006 – 276 с.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Zakharov B.S., Drachuk V.R., Sharikov G.N. Differential/shangoviy nasos // Pat. RF na P.M. № 39366 МПК 7 F 04 В 47/00 от 05.04.2004
- 2 Zakharov B.S. Mekhanicheskoe uplotnenie // Pat. 2037077

RF, MPK 6 F 16 j 15/26 SI ot 25.10.1993

3. Zakharov B.S. Mechanical Seal for Movable Joints of Machines // Pat. SSHA 5.820.130 M. Int. Cl. F 16 j 15/38, U.S. Cl 277/337 ot 13.10.1998.

4. Kembell D., Drachuk V.R., Zakharov B.S. Udmurtneft'

Istoriya ekspluatatsii ShGN i sovremennye metody raboty s nimi: V kn. Porshnevye i plunzhernye nasosy dlya dobychi nefi (sb. st. i put.) M.: OAO "VNII OENG", 2006 – 276 s

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева Удмуртского государственного университета

426034 Россия, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 7.

УДК 622 276.6

Опытно-промышленные исследования тиксотропной деструкции парафинистой нефти в промысловом трубопроводе

М.Д. Валеев (докт. техн. наук, профессор), А.К. Зарипов (аспирант) (ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет"), А.Ю. Давыдов (канд. техн. наук, доцент), Л.М. Зарипова (канд. техн. наук, доцент) (Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал, г. Октябрьский))

В статье рассматриваются тиксотропные свойства парафиносодержащих нефтей. Приведены результаты опытно-промышленных исследований влияния повышения эффективности тиксотропной деструкции парафинистой нефти с помощью опытного устройства (вибратора) на продуктивность добывающих скважин. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний реверсивного вибратора в ОАО "Татойлгас" на скв. 306, которые показали его работоспособность в процессе испытаний отказов (поломок деталей) не зафиксировано. При применении вибратора от скв. 306 до групповой замерной установки № 302 произошло снижение давления в трубопроводе, что способствовало эффективной тиксотропной деструкции парафинистой нефти повышенной вязкости и увеличению проходного сечения выкидного коллектора.

В нефтяной отрасли Российской Федерации так же, как и во многих странах мира, в последнее десятилетие происходит активный переход к добыче нефти повышенной вязкости, запасы которой отнесены к категории трудноизвлекаемых. К наиболее характерным месторождениям относятся разрабатываемые залежи нефти Урало-Поволжья и севера европейской части РФ.

Высокие значения вязкости добываемой продукции на месторождениях нефти создали проблемы ее скважинной добычи и промышленного транспорта из-за аварий оборудования скважин и порывов трубопроводов системы сбора.

Присутствие парафина в таких нефтях существенно осложняет их добычу из-за возникновения проблем, связанных с неравносностью их реологического поведения. Наиболее характерным признаком их аномальных свойств является образование механической структуры жидкости в состоянии покоя. Тиксотропные свойства парафиносодержащих нефтей осложняют запуск насосного оборудования и трубопроводов после их вынужденных остановок. Тиксотропное изотермическое восстановление структуры в период остановок приводит к значительному росту пусковых нагрузок на оборудование. После запуска трубопроводов в работу происходят структурная ре-

лаксация напряжений и постепенное снижение гидродинамического давления перекачки.

Обводнение залежей нефти и образование нефтяных эмульсий обратного типа (вода в нефти) существенно осложняют добычу парафиносодержащих нефтей. В сжатых дисперсных системах флокуляция и агрегирование капель при обводненности 40.....70 % приводят к многократному повышению вязкости, особенно в период страгивания жидкости. Присутствие парафина в дисперсной среде (нефти) в совокупности с межкапельным взаимодействием диспергированной фазы является причиной сложных аварийных ситуаций в процессе добычи и промышленного транспорта обводненной нефти.

Наиболее распространенным способом борьбы с такими осложнениями является ввод в добываемую продукцию химических реагентов – деэмульгаторов и депрессорных присадок, дестабилизирующих образующие эмульсии и снижающих неравносность систем. Известны также воздействия различных энергетических полей, в частности магнитных, на аномальные нефти. Для борьбы с отложениями трубных систем применяются различные методы предупреждения и удаления отложений: механические, тепловые, химические, комбинированные и нетрадиционные. Очистка различными способами отличается затратами